

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/281967306>

Climatización eficiente mediante bombas de calor y tecnología solar fotovoltaica: Análisis de viabilidad en edificios comerciales en España

Conference Paper · April 2015

DOI: 10.13140/RG.2.1.3935.2087

CITATIONS

0

READS

27

4 authors, including:



[Juan Carlos Solano](#)

Universidad Politécnica de Madrid

11 PUBLICATIONS 4 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



[Lorenzo Olivieri](#)

Spanish National Research Council

20 PUBLICATIONS 79 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Climatización eficiente mediante bombas de calor y tecnología solar fotovoltaica: Análisis de viabilidad en edificios comerciales en España

J. Solano¹, L. Olivieri², E. Caamaño³, M. Egidio⁴

1 Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid; Av. Complutense 30; 28040 Madrid. juancarlos.solano@ies-def.upm.es

2 Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid; Av. Complutense 30; 28040 Madrid. lorenzo.olivieri@ies-def.upm.es

3 Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid; Av. Complutense 30; 28040 Madrid. estefan@ies-def.upm.es

4 Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid; Av. Complutense 30; 28040 Madrid. egido@ies-def.upm.es

Resumen: Según los datos publicados por el IDAE en el *Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-20*, el 58% de la energía utilizada en edificios comerciales españoles se destina al acondicionamiento térmico (HVAC). En este contexto, la subida de los precios de la electricidad experimentada en los últimos años, y la disminución de los precios de la tecnología fotovoltaica, han establecido las bases para que se realicen estudios detallados de la viabilidad energética y económica de soluciones basadas en bombas de calor alimentadas por generadores fotovoltaicos. En el presente estudio se analizan en distintos escenarios las curvas horarias de generación fotovoltaica y la demanda eléctrica para HVAC de un edificio de oficinas típico ubicado en Madrid. El estudio analiza como varía la demanda eléctrica para HVAC que habría que suministrar desde la red en el caso de que no existiera el generador fotovoltaico con la que habría que cubrir disponiendo del generador instalado en cubierta y conectado en modalidad de autoconsumo. Los resultados muestran que el sistema fotovoltaico proporcionaría ahorros de facturación anual entre 30% y 50% bajo distintas hipótesis de aprovechamiento de la cubierta. El artículo analiza asimismo la rentabilidad económica de la inversión.

Palabras clave: HVAC, bombas de calor, fotovoltaica, ahorro económico, autoconsumo.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de acondicionamiento ambiental o *Heating, Ventilation and Air-conditioning systems* (HVAC), son utilizados a nivel mundial tanto en edificios comerciales, como residenciales. En particular, considerando la demanda energética del parque edificatorio de los países europeos, estos sistemas representan entre 40% y 60% de la demanda según Li, D. et al (2013). Dentro del ámbito español, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-20, indica que el 58% de la energía utilizada en edificios comerciales españoles se destina al acondicionamiento térmico. Con el objeto de implementar soluciones eficientes que proporcionen ahorro energético y, consecuentemente, reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, el desarrollo de sistemas de climatización eficientes que además hagan uso de fuentes energéticas renovables, constituye un tema de investigación de creciente interés.

La energía térmica necesaria para el acondicionamiento ambiental de los edificios se puede suministrar utilizando distintas tecnologías que emplean el recurso solar como fuente de energía primaria renovable. Mediante la tecnología fotovoltaica se pueden accionar máquinas térmicas eléctricas, en cambio los sistemas basados en colectores térmicos proporcionan directamente la energía térmica útil para el acondicionamiento del edificio. Diversos estudios se han realizado para determinar cuál de estas dos soluciones es más rentable técnica y económicamente, por ejemplo en Eicker, U. et al. (2014) se comparó en distintas ciudades (una de ellas Madrid) la rentabilidad económica de dos sistemas de climatización basados en energía solar: uno eléctrico (de compresión) alimentado por un sistema fotovoltaico y otro térmico (de absorción) alimentado por un sistema solar térmico. Los resultados muestran que utilizando el sistema fotovoltaico se puede lograr un ahorro de hasta el 50% en términos de energía primaria, mientras que el ahorro proporcionado por el sistema térmico presenta un máximo del 37%.

La disminución de precios de los módulos fotovoltaicos, un 85% en los últimos 7 años según la UNEF (2014), unida al incremento de precios de la electricidad, han modificado sustancialmente la rentabilidad de esta tecnología y, por tanto, su uso en aplicaciones hasta ahora poco consideradas como es el acondicionamiento térmico de los edificios. Sin embargo, una revisión de las investigaciones realizadas en el ámbito del control de los equipos de acondicionamiento alimentados por energía eléctrica (en particular las bombas de calor reversibles) permite concluir que aún no han sido propuestas estrategias específicas destinadas a la combinación de dichos equipos con la generación local de origen fotovoltaico. En este sentido, y con el objetivo de definir soluciones eficaces para minimizar la demanda energética del edificio, según la Directiva 2010/31/UE, la combinación de bombas de calor alimentadas *in situ* con sistemas fotovoltaicos, presenta un gran potencial (IEA-SHC Task53 2013).

La bomba de calor es un equipo de acondicionamiento ambiental que permite transferir energía térmica de una fuente a baja temperatura hacia otra de mayor temperatura, empleando en la mayoría de los casos, energía eléctrica como fuente energética externa. En el ámbito de estos equipos, las bombas de calor reversibles están experimentando una gradual penetración en el mercado debido a dos ventajas principales: la primera es que utilizando el mismo equipo es posible tanto calentar como refrigerar el ambiente interior, simplemente invirtiendo el ciclo de funcionamiento, esto es haciendo que los intercambiadores de calor internos y externos actúen como condensadores y evaporadores respectivamente en la fase de calefacción o como evaporadores y condensadores en la fase de refrigeración. La segunda ventaja es que ambas fases se desarrollan con eficiencias elevadas, que contribuyen a mejorar la eficiencia energética global del edificio. En los últimos años, han aparecido en el mercado bombas de calor con compresor de velocidad variable (tipo inverter) que, variando electrónicamente la frecuencia de alimentación del motor, permiten una regulación dinámica de la potencia dentro de un rango más amplio que las bombas de calor convencionales, alcanzando mayores niveles de eficiencia. En este sentido, la Directiva 2013/114/UE ha establecido el coeficiente de rendimiento estacional neto mínimo ($SCOP_{net}=2,5$) que las bombas de calor accionadas eléctricamente deben tener para que puedan ser consideradas renovables.

En el ámbito de gestión y control de los sistemas de climatización, investigaciones recientes apuntan a los Modelos de Control Predictivo (MPC, del inglés *Model Predictive Control*) como las estrategias más prometedoras para aumentar la eficiencia energética de los sistemas HVAC al tiempo que se mantienen los niveles de confort requeridos por los usuarios. Se trata de técnicas avanzadas de control que, aplicadas a edificios, tienen en cuenta la dinámica de estos para optimizar el consumo energético de acuerdo a un amplio abanico de variables de distinta naturaleza, como las predicciones climáticas locales (que permiten además estimar la generación fotovoltaica local), las predicciones de las cargas internas del edificio, o la variación en el precio de la electricidad a lo largo del día. En suma, MPC es una técnica prometedora para el control de sistemas de climatización, sin embargo, la calidad de los resultados depende en gran medida de la disponibilidad de los datos de entrada (parámetros del modelo, estado del sistema, predicciones climáticas, etc.), aspectos que han sido todavía poco investigados según Oldewurtel, F. et al. (2012).

En el presente trabajo, se ha realizado una simulación en régimen dinámico del comportamiento térmico de un edificio comercial situado en Madrid, determinando la demanda eléctrica requerida para el acondicionamiento ambiental del inmueble. Además se ha calculado la potencia horaria que un generador fotovoltaico instalado en cubierta puede entregar a lo largo de un año. Con los datos horarios de consumo y de generación fotovoltaica, y los precios de la electricidad, se han calculado los gastos para el acondicionamiento del edificio en dos escenarios: en el primero, toda la energía requerida para garantizar las condiciones de confort se suministra desde la red de distribución,

mientras que en el segundo el sistema de climatización está acoplado al generador fotovoltaico y conectado en modalidad de autoconsumo.

En base a lo señalado anteriormente, en este artículo se trata de responder a las siguientes preguntas:

- La energía generada por un sistema fotovoltaico instalado en un edificio comercial, ¿podría cubrir la demanda eléctrica necesaria para climatización?
- ¿Se tendría un ahorro significativo en la facturación anual, al utilizar la energía del generador fotovoltaico para climatizar el edificio, en lugar de utilizar la energía proveniente de la red de distribución?
- ¿En qué condiciones sería rentable la inversión económica a realizar en la instalación fotovoltaica?

2. EDIFICIO DE REFERENCIA

Con el objeto de tratar de responder a las preguntas formuladas en el apartado anterior, se ha considerado un edificio de referencia que intenta ser representativo del muy variado parque edificatorio comercial. El edificio de referencia utilizado en este trabajo, fue definido originalmente en los proyectos REVIS y SWIFT de la Comisión Europea y redefinido en el programa *Solar Heating and Cooling* de la Agencia Internacional de Energía (IEA), dentro de las tareas 25, 27 y 31 (Van Dijk, D. 2001). Se trata de un edificio de oficinas de tamaño medio que consta de aproximadamente 6500 m² distribuidos en 7 plantas: en cada planta se encuentran 30 despachos, 15 por cada fachada principal, separados por un corredor central. La Fig. 1 muestra un esquema del edificio utilizado en la simulación y las dimensiones de uno de los 210 despachos que lo componen.

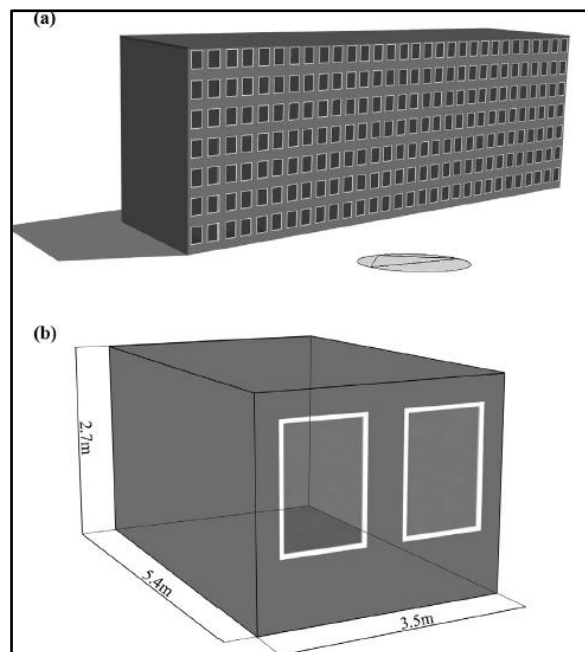


Figura 1. Edificio de referencia (a) y dimensiones de una oficina usada en la simulación (b).

El edificio que se considera no está afectado por sombras, se ha simulado en la localidad de Madrid, como representativa del recurso solar en España, asumiendo una densidad de cargas internas (debidas a la iluminación, ocupación, equipos, etc.) de 10 W/m² y un horario de ocupación comprendido entre las 8 AM hasta las 7 PM, de lunes a viernes.

3. SIMULACIÓN

3.1. SIMULACIÓN TÉRMICA

Las simulaciones del comportamiento térmico del edificio fueron realizadas utilizando el software DesignBuilder (www.designbuilder.co.uk), basado en código de cálculo EnergyPlus (<http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/>). Para efectuar las simulaciones se han hecho las hipótesis a continuación:

- Temperaturas de consigna del sistema HVAC:
 - Calefacción $T_{cc} = 20^{\circ}\text{C}$
 - Refrigeración $T_{cr} = 26^{\circ}\text{C}$
- Coeficiente de prestación de la bomba de calor $COP = 3$ tanto en calefacción como en refrigeración;
- Cargas internas totales (iluminación, equipos de oficina, ocupación, etc.) de $C_i = 10\text{W/m}^2$;
- Horario de actuación de las cargas internas para días laborables (en los días festivos no se consideran las cargas internas).

Con respecto a las características de la envolvente, los valores que se han utilizado en la simulación son los que se reportan a continuación.

- Características térmicas de la envolvente:

○ Transmitancia térmica muros exteriores	$U_m = 0,35\text{W/m}^2\text{K}$
○ Transmitancia térmica cubierta y suelo sobre tierra	$U_c = 0,25\text{W/m}^2\text{K}$
○ Transmitancia térmica acristalamientos	$U_g = 1,96\text{W/m}^2\text{K}$
○ Factor solar acristalamientos	$g = 0,69$

Una vez realizada la simulación térmica anual en régimen dinámico, se ha estimado la curva de demanda de energía eléctrica necesaria para el acondicionamiento ambiental del edificio.

3.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico (GFV) fue simulado en la cubierta del edificio de referencia, que presenta unas dimensiones de 66 m x 14 m. Para optimizar el aprovechamiento del espacio disponible, se consideró la condición de dimensionado basada en que la distancia entre dos filas de módulos es suficiente para que al mediodía solar del día más desfavorable del año, no haya sombreado recíproco entre filas paralelas, lo que para la combinación de orientaciones e inclinaciones consideradas, supone mantener las pérdidas por sombreado por debajo del 7%.

En todos los casos se han realizado simulaciones anuales en base horaria de la producción eléctrica esperable de sistemas fotovoltaicos operando como instalaciones generadoras con suministro asociado conectadas a la red interior (según se define en la ITC-BT-40 del REBT), empleando para ello herramientas y procedimientos validados para la determinación del potencial solar (incluido el efecto de las sombras), y la consideración de las pérdidas esperables en cada caso (pérdidas ópticas y térmicas en el generador, caídas de tensión, pérdidas de conversión en el inversor, etc.) (Masa-Bote, D. y Caamano-Martin, E. 2014).

Debido a que tanto la demanda energética del edificio como la producción del GFV instalado en cubierta dependen sensiblemente de la orientación del edificio, se simularon cuatro orientaciones principales, como se muestra en la Fig. 2. Así mismo, para cada orientación del edificio, se consideraron los módulos orientados respetando los ejes principales de la edificación, así como seis

posibles ángulos de inclinación (5°, 10°, 20°, 30°, 38° y 50°). Este rango de inclinaciones cubre la mínima recomendable para favorecer la autolimpieza de los módulos (5°), la óptima desde la perspectiva de la captación solar (38°) y un valor superior a éste que prioriza la captación solar en invierno.

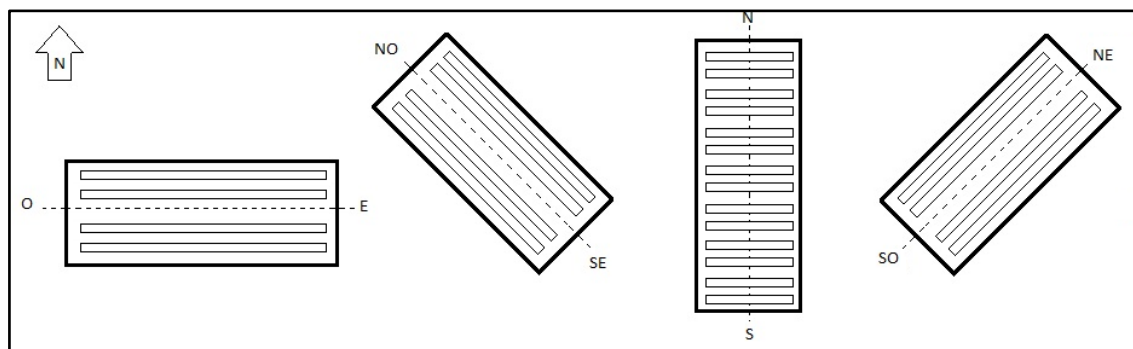


Figura 2. Orientaciones simuladas en el edificio de referencia y disposición de filas de módulos en cada caso.

4. RESULTADOS

La potencia nominal en Condiciones Estándar de Medida del GFV, constituido por módulos fotovoltaicos comerciales de tecnología de silicio monocristalino con un 20% de eficiencia de conversión a nivel de módulo, oscila entre 84 kW_p y 154 kW_p dependiendo del ángulo de inclinación de los módulos. La energía anual obtenida, simulando el sistema en las diferentes configuraciones se puede observar en la Fig. 3.

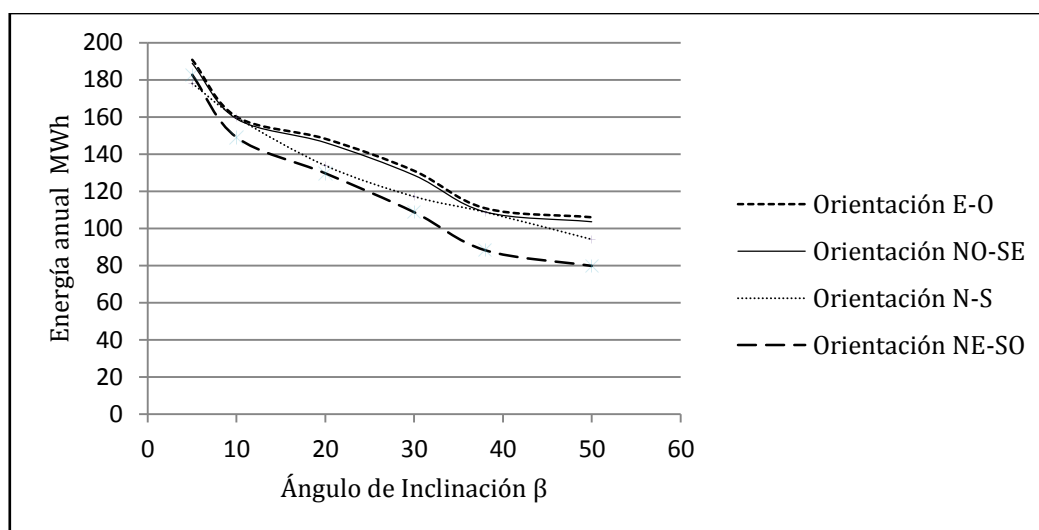


Figura 3. Energía anual en función del ángulo de inclinación del GFV y la orientación del edificio.

El aumento de energía en ángulos de inclinación pequeños, es debido a que se pueden agrupar mayor número de módulos fotovoltaicos en la cubierta del edificio sin que se produzca sombreado entre filas al medio día solar del solsticio de invierno, cumpliendo con la condición de dimensionado establecida en el apartado 3.2.

La simulación realizada permite determinar, para cada orientación e inclinación, los valores horarios de potencia en alterna que el generador fotovoltaico entregaría a lo largo de un año. Comparando estos valores con los de demanda eléctrica para acondicionamiento térmico, es posible

evaluar el balance eléctrico horario del edificio. En la Fig. 4, se muestran las curvas horarias anuales de la demanda eléctrica para acondicionamiento ambiental y de generación en el caso correspondiente a una orientación oeste – este del edificio con una inclinación del GFV de 38°.

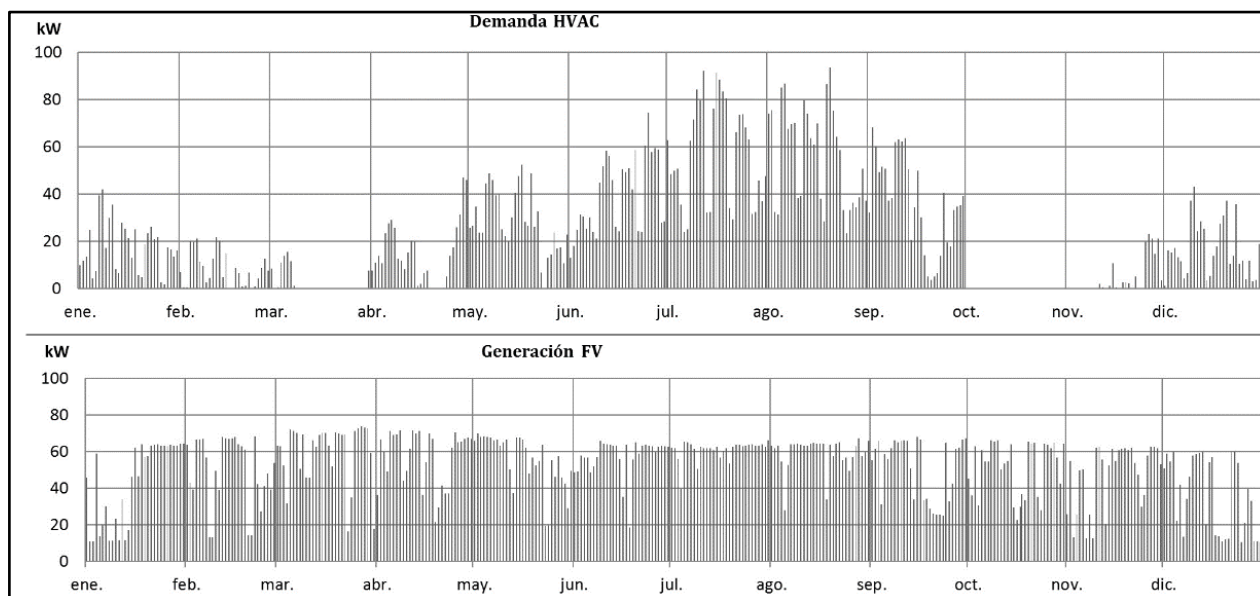


Figura 4. Curvas horarias anuales de demanda para acondicionamiento ambiental y de generación fotovoltaica (orientación del edificio oeste-este, inclinación de los módulos de 38°).

Los datos horarios obtenidos con la simulación pueden analizarse de una forma más clara en términos de curvas monótonas de demanda de energía eléctrica suministrada por la red de distribución (con y sin sistema fotovoltaico acoplado) y de generación eléctrica procedente de la instalación generadora, como se indica en la Fig. 5.

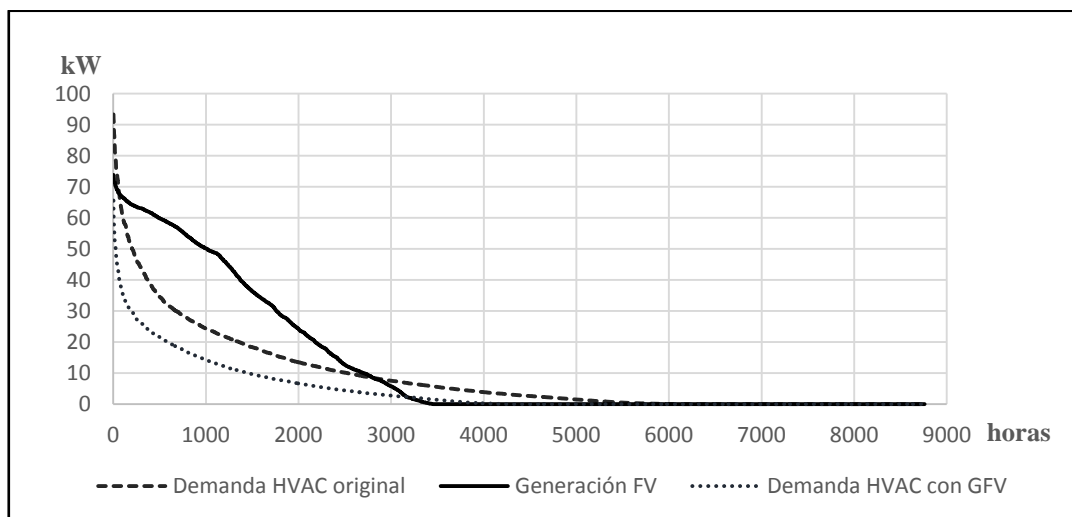


Figura 5. Curvas monótonas de demanda para HVAC sin GFV, con GFV y de Generación FV.

Así mismo, se puede comparar periodos estacionales como muestra la Fig. 6, en donde se observa que las horas de mayor demanda coinciden razonablemente con las de generación fotovoltaica.

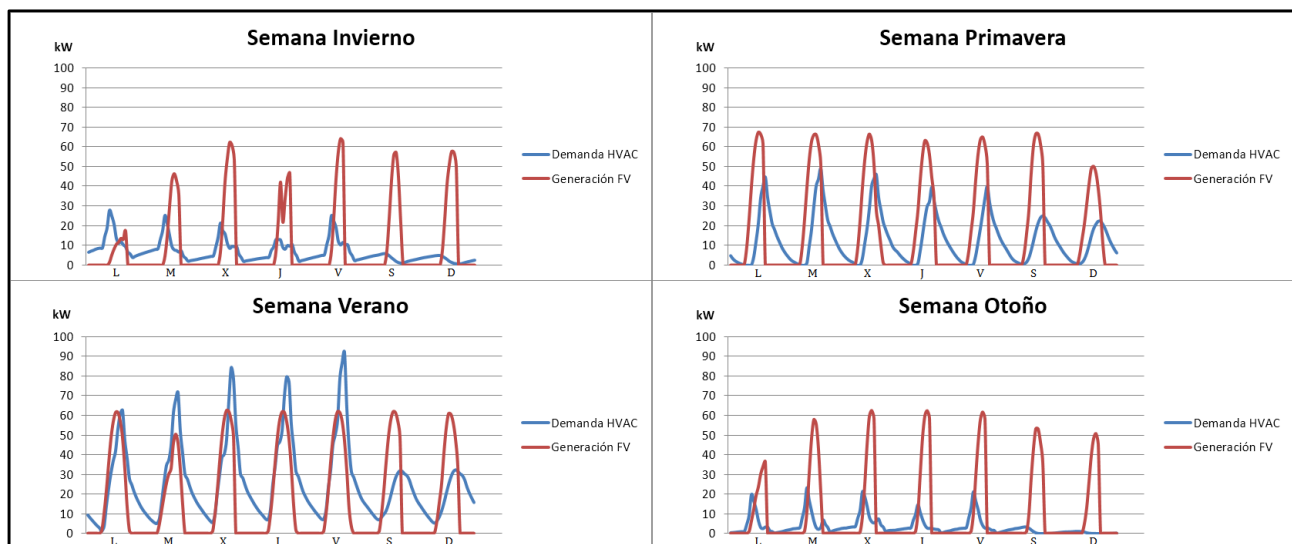


Figura 6. Variación de la demanda de climatización en periodos estacionales.

5. ANÁLISIS DE AHORRO ECONÓMICO

Para el edificio de referencia, dadas sus características, se consideran los precios de los términos de potencia (T_p) y de energía (T_e) activa de los peajes de acceso de alta tensión (Peaje 3.1A), indicados en la Tabla I según la normativa vigente en la Orden IET/107/2014.

Tabla I. Peajes de acceso de alta tensión. Peaje 3.1 A.

PEAJE 3.1 A	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
T_p : €/kW y año	59,173468	36,490689	8,367731
Variación respecto al Periodo tarifario 2 (%)	+62%	-	-77%
T_e : €/kWh	0,014335	0,012754	0,007805
Variación respecto al Periodo tarifario 2 (%)	+12%	-	-39%

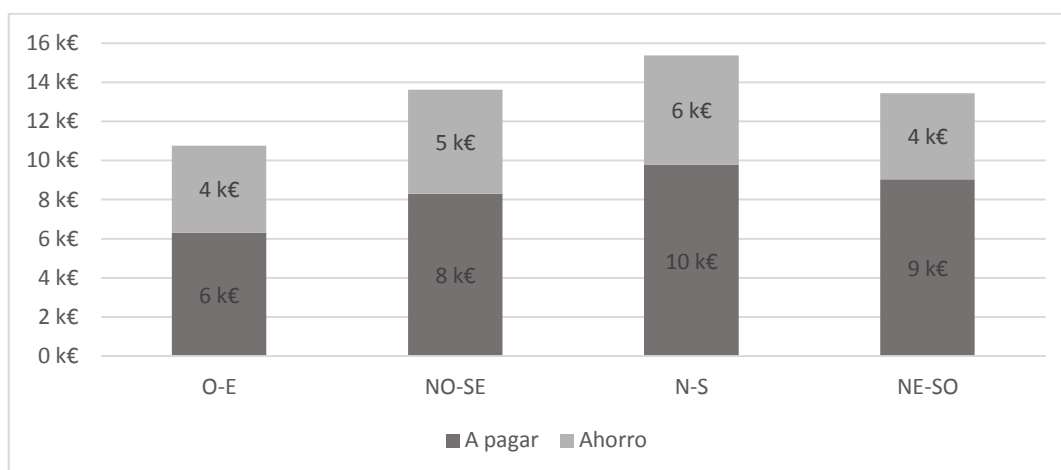
Para calcular cuánto el edificio pagaría por conceptos de electricidad utilizada en climatización, debe añadirse el precio del margen de comercialización determinado para el término de potencia, y al término de energía debe añadirse el coste de producción de energía eléctrica que se fija a partir del precio del mercado de la electricidad. En este artículo se han considerado valores procedentes de datos de edificios comerciales de similares características ubicados en Madrid.

Con los datos horarios de consumo y de generación fotovoltaica, y los precios de electricidad, se han calculado los valores de los términos de potencia y energía que el edificio facturaría anualmente en dos escenarios: en el primero sin sistema fotovoltaico acoplado (toda la energía requerida para garantizar las condiciones de confort se suministra desde la red de distribución), en el segundo, el GFV instalado en cubierta está conectado a la línea que alimenta el sistema de climatización, por lo que el autoconsumo de la electricidad fotovoltaica genera ahorros en la facturación eléctrica comercial. Comparando ambos resultados, se obtiene el ahorro teórico, expresado en porcentaje respecto al gasto del primer escenario, como se muestra en la Tabla II.

Tabla II. Ahorro económico en la facturación anual, utilizando un GFV en el edificio.

Ángulo de inclinación del GFV	AHORRO ANUAL	Orientación del Edificio			
		O-E	NO-SE	N-S	NE-SO
5	TOTAL	50%	47%	46%	50%
	Te	58%	53%	53%	57%
	Tp	39%	36%	33%	38%
10	TOTAL	48%	45%	44%	47%
	Te	57%	52%	52%	55%
	Tp	36%	33%	31%	33%
20	TOTAL	47%	44%	41%	43%
	Te	56%	51%	49%	51%
	Tp	33%	31%	28%	30%
30	TOTAL	44%	42%	38%	38%
	Te	54%	50%	46%	47%
	Tp	30%	29%	25%	24%
38	TOTAL	41%	39%	36%	33%
	Te	51%	47%	44%	42%
	Tp	27%	27%	23%	17%
50	TOTAL	40%	38%	33%	28%
	Te	49%	45%	39%	38%
	Tp	26%	26%	21%	11%

A continuación se muestra con más detalle en la Fig. 7 los valores de ahorro para la inclinación de módulos fotovoltaicos que da lugar a la máxima captación solar anual (38°).

**Figura 7.** Valores en euros y ahorro económico anual que el edificio tendría con un GFV inclinado 38°.

Igualmente, con la misma inclinación del generador fotovoltaico de 38°, y para una orientación del edificio oeste – este (orientación sur del GFV), se puede visualizar el ahorro en cada mes del año, como indica la Fig. 8.

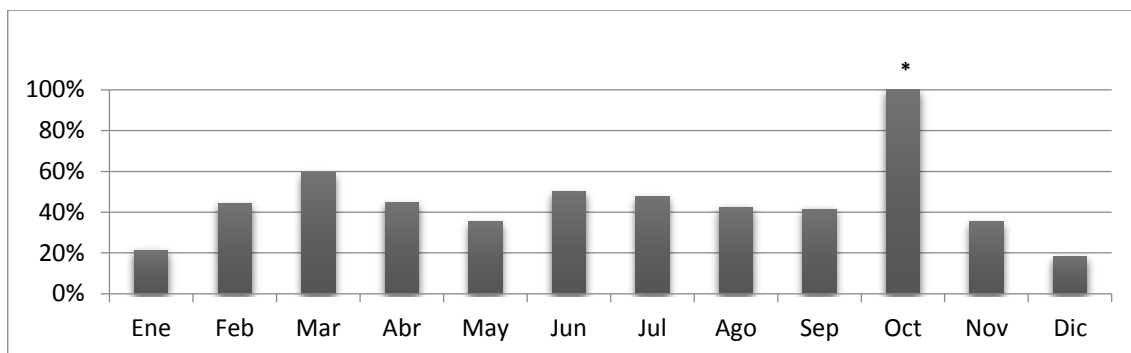


Figura 8. Ahorro en la facturación mensual, utilizando GFV inclinado 38°. *En el mes de octubre no es necesaria climatización en el edificio según los resultados de la simulación, por lo que el ahorro resulta del 10%.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Los métodos tradicionales empleados para analizar la rentabilidad económica de un proyecto de inversión están basados en la *tasa de descuento*, que consiste en homogeneizar flujos de dinero que tienen lugar en distintos periodos de tiempo. En el caso de inversiones en tecnología fotovoltaica, se debería escoger como tasa de descuento la tasa de retorno de inversiones alternativas y de riesgo comparable. Sin embargo, como alternativas tecnológicas figuran las fuentes de energía convencionales, con un riesgo asociado notablemente mayor, como la historia reciente de la generación eléctrica mediante combustibles fósiles o tecnología nuclear han puesto claramente de manifiesto. En cualquier caso, la elección de la tasa de descuento adecuada no es tarea sencilla y, de hecho, va a condicionar los resultados del análisis económico, como se verá más adelante. En el presente estudio, se van a calcular dos parámetros importantes para inversiones en sistemas fotovoltaicos instalados en edificios.

- **Valor Actual Neto (VAN).** Es el parámetro más utilizado para estimar la rentabilidad de una inversión y evaluar la capacidad de obtener beneficios, si el VAN es positivo, entonces los beneficios generados por la inversión serán superiores a los costes, es decir, cuanto mayor es el VAN, tanto mayor es la rentabilidad de la inversión.
- **Coste normalizado de la electricidad (“Levelized Cost of Electricity”, LCOE).** Se define como el coste medio de la unidad de generación eléctrica (en este caso 1 kWh), calculado a lo largo del tiempo de vida de la instalación fotovoltaica. Se calcula a partir de los valores en términos corrientes obtenidos cada año, por lo que al igual que en el VAN, es necesario aplicar la tasa de descuento (r) a todos los flujos económicos de distintos años. El propósito de realizar este cálculo, es evaluar la proximidad a la paridad de red desde la perspectiva del gestor energético del edificio comercial de referencia, que tiene interés en comparar el coste de la electricidad de la red con aquello de la energía generada localmente por el sistema fotovoltaico conectado en modalidad de autoconsumo.

En ECLAREON (2014), se realiza un análisis minucioso de las distintas variables que influyen en los parámetros anteriores.

6.1. CASO DE ESTUDIO

Para calcular el VAN, se utilizaron valores procedentes de la simulación realizada en la sección anterior, así como las hipótesis económicas proporcionados para España en ECLAREON (2014).

El edificio de referencia está ubicado en Madrid ($latitud = 40,45^\circ$), presenta una orientación oeste - este, y dispone de un generador fotovoltaico de 84 kW_p (módulos inclinados 38°) instalado en la azotea. Las características económicas de la instalación son las que se detallan a continuación:

- Coste del kWp instalado: 1,2 €/W_p, (UNEF 2014). Coste de la instalación fotovoltaica: 100.700 €
- Tiempo de vida de la instalación (N): 30 años
- Coste de Operación & Mantenimiento (O&M): 4,5 €/kW_p, con una inflación del 2% anual
- Tasa de impuestos corporativos (TR): 30%
- Tasa de descuento (r): 5,1%
- Tasa equivalente de incremento del precio de la energía (r_e): 5%, 3% y 1%.
- No se consideran costes financieros.

Considerando que el incremento anual del precio de la electricidad comercial es una variable de muy difícil pronóstico, se han planteado tres escenarios para determinar la evolución del VAN con el tiempo de vida de la instalación, así (valores promedio equivalentes): $r_e = 5\%$ (elevado), $r_e = 3\%$ (moderado), $r_e = 1\%$, (bajo).

A continuación en la Fig. 9 se indica una gráfica del VAN, en función de los años de la instalación, y de la tasa equivalente de subida del precio de la energía (r_e), de acuerdo a los siguientes escenarios:

- El GFV cubre la demanda de climatización, el excedente no se valora;
- el GFV cubre la demanda de climatización, el excedente se vierte a la red con una retribución en función de los precios horarios de la electricidad;
- el GFV cubre la climatización y el resto de cargas eléctricas del edificio (iluminación, equipos, etc.), el excedente no se valora;
- el GFV cubre la climatización y el resto de cargas eléctricas del edificio, el excedente se vierte a la red con una retribución en función de los precios horarios de la electricidad.

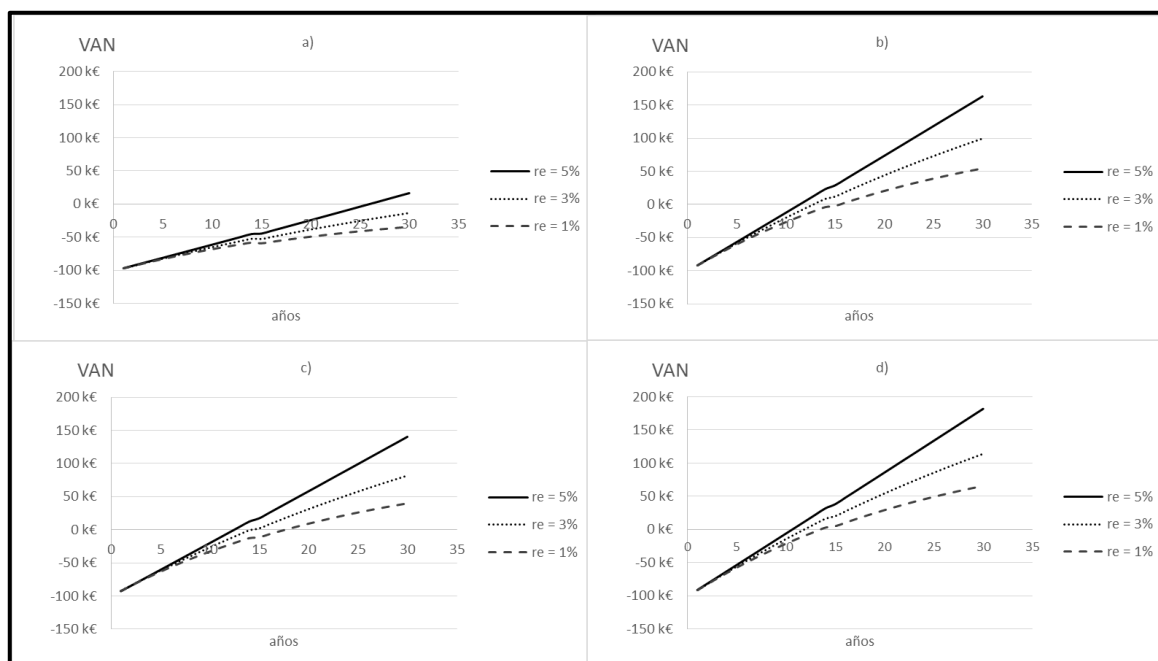


Figura 9. VAN en función del tiempo de vida de la instalación, y de la tasa equivalente de subida del precio de la energía (r_e).

De igual manera, se calcula el LCOE, suponiendo la misma variación del incremento del precio de la electricidad. En la Fig. 10 se observa que la paridad de red se alcanza cuando el coste que supone para el usuario generar localmente electricidad mediante una instalación fotovoltaica iguala al precio de compra de la electricidad procedente de la red de distribución.

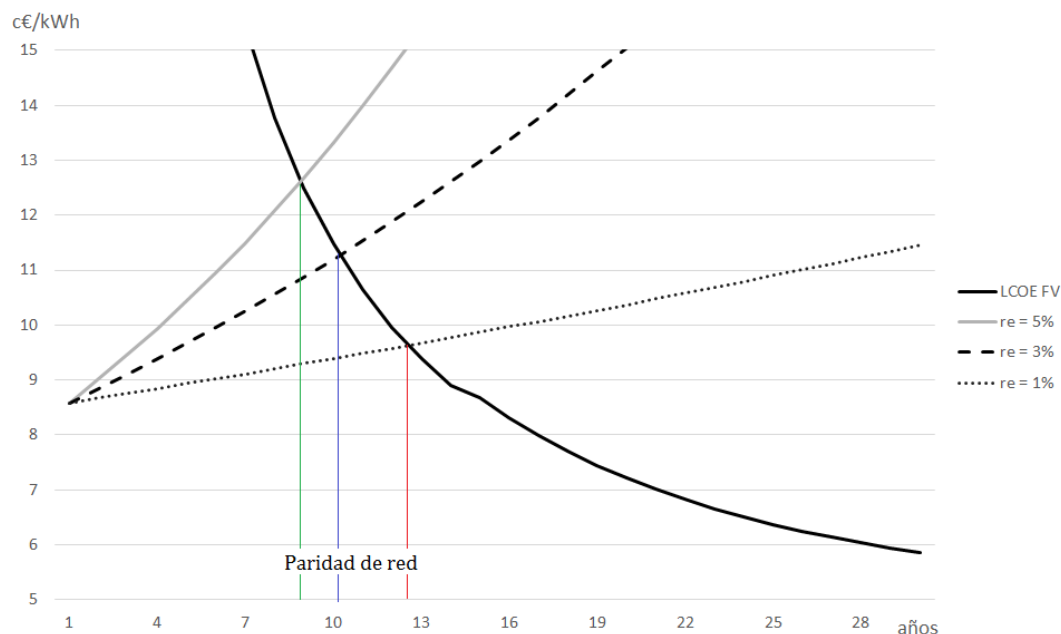


Figura 10. Evolución del LCOE FV y de los precios medios de la electricidad comercial, suponiendo incrementos promedio anuales de éstos del 1%, 3% y 5%.

7. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados muestran que bajo distintas configuraciones del generador FV y orientaciones del edificio, el ahorro económico total en la facturación anual para el acondicionamiento térmico del edificio (considerando tanto los términos de potencia como los de energía) está entre un 20% y 50%. Cabe destacar que este resultado se ha obtenido considerando únicamente la demanda eléctrica para el acondicionamiento térmico del edificio, siendo razonable suponer que si se hubieran incluido otras cargas, el ahorro económico total habría sido mayor aún.

La Fig. 9 muestra el VAN bajo diferentes hipótesis y escenarios económicos. En el caso más desfavorable (a), en el que el GFV cubra la demanda de climatización en autoconsumo y el resto de la electricidad generada no se utilice, considerando tasas de subida del precio de la electricidad razonables hoy en día, la inversión se recuperaría al final de la vida útil de la instalación, es decir a los 30 años. Este escenario, lamentablemente, tiene lugar actualmente en no pocas instalaciones en España ante la indefinición creada por la ausencia de reglamentación completa para el autoconsumo. Sin embargo, no es en absoluto eficiente ni razonable, si lo comparamos con lo que se realiza con sistemas fotovoltaicos en edificios en otros países. En efecto en la electricidad producida por el GFV no consumida localmente se puede verter a la red y por tanto recibir determinada retribución (b), o bien utilizarse para alimentar otras cargas del edificio (c). En la Fig. 9 (d), se muestra el VAN cuando el GFV cubre todas las cargas en la demanda eléctrica del edificio en la modalidad de autoconsumo, y el excedente se vierte a la red con retribuciones iguales a los precios horarios de la electricidad en el mercado diario, para lo cual en este escenario más “optimista” el periodo de retorno sería inferior a los 10 años, coincidente con otro estudio realizado sobre autoconsumo instantáneo de sistemas fotovoltaicos (Casademont, F. 2014).

En la Fig. 10 se muestra la curva del LCOE, considerando la totalidad de la energía que el GFV puede entregar en un año, y se compara con la evolución que los precios de la electricidad en términos de energía pueden tener en el tiempo de vida de la instalación. A partir de precios actuales se puede proyectar la subida de los precios de la electricidad en tres escenarios posibles: $r_e = 5\%$ (elevado), $r_e = 3\%$ (moderado), $r_e = 1\%$, (bajo). El momento en el que el LCOE iguala el precio de la electricidad de la red se produce la denominada “paridad de red” que dependiendo de la tasa r_e se alcanzaría en 9, 10 y 13 años respectivamente. La llegada de la paridad de red supone un hito para la industria fotovoltaica al señalar el momento a partir del cual la generación fotovoltaica para el autoconsumo pasa a ser la opción más rentable para el usuario bajo determinadas circunstancias (González-Puelles, C. et al. 2012).

Una característica inherente al desarrollo de sistemas fotovoltaicos en edificios, es que al tratarse de energía no completamente gestionable, es necesario implementar algún control que permita gestionar la energía en los momentos en los que la generación sea superior al consumo, ya que en dichos momentos existirán excedentes que no podrán ser autoconsumidos. En el caso de los sistemas de climatización basados en bombas de calor se pueden combinar con sistemas de almacenamiento térmico y/o eléctrico, que permitan adaptar en mayor medida la demanda al perfil de generación. En este sentido, los avances conseguidos en los últimos años en tecnologías de almacenamiento electroquímico (mayores rendimientos, robustez y menores costes), así como en las tecnologías asociadas al ciclo del hidrógeno (mayores rendimientos, compacidad y fiabilidad tanto de los electrolizadores como de las pilas de combustible), plantean la conveniencia de investigar el uso de tales sistemas para mejorar los Modelos de Control Predictivo (minimizar errores de predicción) y optimizar el uso de la generación local.

8. CONCLUSIONES

En el presente estudio se ha analizado el ahorro económico anual sobre la facturación, proporcionado por un sistema fotovoltaico conectado en modalidad de autoconsumo para abastecer al acondicionamiento ambiental de un edificio comercial de referencia ubicado en Madrid. Para ello, según distintas hipótesis de estudio, se ha simulado con una resolución horaria tanto el comportamiento térmico del edificio como la generación del sistema fotovoltaico. Los resultados muestran que el ahorro económico anual variaría entre el 20% y el 50%, dependiendo de parámetros externos, como la orientación del edificio, la inclinación de los módulos y la potencia del generador. Además, se ha analizado la rentabilidad económica de la instalación, estudiando la evolución del VAN y del LCOE según distintos escenarios de aumento del precio de la electricidad, y distintivas modalidades de retribución de la energía eléctrica sobrante no autoconsumida localmente. De este estudio se ha concluido que la instalación presenta un periodo de retorno de la inversión que varía entre 10 y 30 años, mientras que la paridad de red se alcanzaría en un plazo comprendido entre los 9 y los 13 años.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen a la Secretaría Nacional de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación de la República del Ecuador, por el financiamiento de una Beca de doctorado a Juan Carlos Solano, a través del programa de becas “CONVOCATORIA ABIERTA 2013”, Contrato N° 2013-AR7L407.

REFERENCIAS

CASADEMONT, F., (2014): “Autoconsumo Instantáneo. ¿Qué proyectos de autoconsumo solar son rentables para empresas?” ERA SOLAR Fototérmica & Fotovoltaica., 183, pp. 6

ECLAREON, (2014): “PV GRID PARITY MONITOR”, Commercial Sector 1st issue.

EICKER, U., COLMENAR-SANTOS, A., TERAN, L., COTRADO, M. and BORGE-DIEZ, D., (2014): “Economic evaluation of solar thermal and photovoltaic cooling systems through simulation in different climatic conditions: An analysis in three different cities in Europe”. Energy and Buildings, 70(0), pp. 207-223.

GONZÁLEZ-PUELLES, J., CERVANTES, V. and FONDO, C., (2012): “OBSERVATORIO DE GRID PARITY: Análisis de la llegada de la paridad de red a los principales mercados fotovoltaicos mundiales”, Universidad Pontificia Comillas, ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI).

IEA-SHC TASK 53, (2013). Task 53 Description and Work plan: “New generation solar cooling & heating systems (PV or solar thermally driven systems)”. IEA Solar Heating & Cooling Programme.

LI, D.H.W., YANG, L. and LAM, J.C., (2013): “Zero energy buildings and sustainable development implications” – A review. Energy, 54(0), pp. 1-10.

MASA-BOTE, D. and CAAMANO-MARTIN, E., (2014): “Methodology for estimating building integrated photovoltaics electricity production under shadowing conditions and case study. Renewable & Sustainable Energy Reviews”, 31, pp. 492-500.

OLDEWURTEL, F., PARISIO, A., JONES, C.N., GYALISTRAS, D., GWERDER, M., STAUCH, V., LEHMANN, B. and MORARI, M., (2012): “Use of model predictive control and weather forecasts for energy efficient building climate control”. Energy and Buildings, 45, pp. 15-27.

UNEF., (2014): “La Energía Fotovoltaica conquista el mercado. INFORME ANUAL 2014”, pp. 53.

VAN DIJK, D., (2001): “Reference office for thermal, solar and lighting calculations, IEA Task 27, performance of solar facade components”. TNO Building and Construction Research, Delft, The Netherlands.